

19



OFICINA ESPAÑOLA DE
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 586 977**

21 Número de solicitud: 201530352

51 Int. Cl.:

G05F 1/67 (2006.01)

12

PATENTE DE INVENCION

B1

22 Fecha de presentación:

18.03.2015

43 Fecha de publicación de la solicitud:

19.10.2016

Fecha de concesión:

12.05.2017

45 Fecha de publicación de la concesión:

22.05.2017

56 Se remite a la solicitud internacional:

PCT/ES2016/070166

73 Titular/es:

**UNIVERSIDAD DE HUELVA (100.0%)
C/ Dr. Cantero Cuadrado, 6
21071 Huelva (Huelva) ES**

72 Inventor/es:

**ENRIQUE GÓMEZ, Juan Manuel y
ANDÚJAR MÁRQUEZ, José Manuel**

74 Agente/Representante:

TEMIÑO CENICEROS, Ignacio

54 Título: **MÉTODO DE MODELADO DE GENERADORES FOTOVOLTAICOS Y SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO**

57 Resumen:

Método de modelado de generadores fotovoltaicos y seguidor del punto de máxima potencia de un generador fotovoltaico.

Método de modelado de generadores fotovoltaicos para localización continua a lo largo del día del punto de máxima potencia (MPP) de un generador fotovoltaico. El método mide la irradiancia (G) sobre el generador fotovoltaico que puede ser un panel, grupo de ellos o una instalación completa. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) de un generador fotovoltaico, basado en la resistencia de su punto de máxima potencia (RMPP) y en el método de modelado.

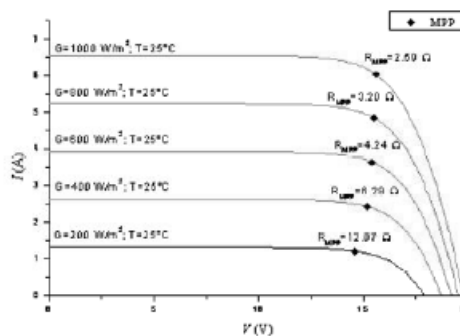


FIG. 1A

ES 2 586 977 B1

Aviso: Se puede realizar consulta prevista por el art. 37.3.8 LP 11/1986.

DESCRIPCION

MÉTODO DE MODELADO DE GENERADORES FOTOVOLTAICOS Y SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA DE UN GENERADOR FOTOVOLTAICO

Campo de la invención

5 La presente invención se refiere a un método y sistema de modelado de generadores fotovoltaicos -en inglés Photovoltaic Generator (PVG)-.

Estado de la técnica

Se conocen muchos seguidores del punto de máxima potencia -en inglés *Maximum Power Point Tracker* (MPPTs)-, una revisión de los principales puede ser encontrada en:
10 - Enrique J.M., Andújar J.M., Martínez M.A. (2010). A Reliable, Fast and Low Cost Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Applications. Solar Energy. Vol. 84. Núm. 1. Pag. 79-89.
- Hohm D. P., Ropp M. E. (2002). Comparative Study of Maximum Power Point Tracking
15 Algorithms. Progress in Photovoltaics: Research and applications, November 2002.

Generalmente, los seguidores del punto de máxima potencia (MPPTs) que utilizan modelos, estiman la tensión en el punto de máxima potencia –en inglés *Maximum Power Point Voltage* (VMPP)- o la corriente en el punto de máxima potencia -en inglés *Maximum Power Point Current* (IMPP)- de la curva característica del generador fotovoltaico (PVG).
20 Para ello necesitan una medida precisa de la irradiancia solar (G) sobre el panel y de la temperatura (T) en la superficie de cada panel. Además de lo anterior se precisa un buen modelo eléctrico del generador fotovoltaico (PVG). Sin embargo, tener un modelo preciso de un generador fotovoltaico (PVG) no es fácil, ya que los paneles que lo conforman
25 tienen parámetros que pueden variar de forma notable entre ellos, aunque pertenezcan a la misma línea de producción. Por otro lado, el coste que supone medir la temperatura en cada panel de una instalación (piénsese que una instalación puede contener decenas, cientos o miles de paneles) es, la mayoría de las veces, inviable económica e incluso técnicamente.

30 Los problemas técnicos de entrada son los dos siguientes:

- i) Debido a la fuerte correlación de las variables fundamentales de un generador fotovoltaico (PVG) (corriente, tensión, y por ende potencia) con la radiación solar sobre el panel (medida como radiación solar perpendicular a la superficie del panel o

irradiancia (G); en la latitud de la invención a 35° de inclinación sobre la horizontal, esto es, G35°) y la temperatura de éste (T), el punto de máxima potencia –en inglés *Maximum Power Point* (MPP)- de un panel fotovoltaico está variando de forma continua durante el día en función de la irradiancia (G) y la temperatura (T) (ver curvas de las Figuras 1A, 1B obtenidas mediante simulación: curvas características de un generador fotovoltaico (PVG) típico a temperatura (T) constante e irradiancia (G) variable –Figura 1A- e irradiancia (G) constante y temperatura (T) variable –Figura 1B). Por supuesto, en el funcionamiento real del panel en el exterior, las variaciones de temperatura (T) e irradiancia (G) no pueden ser aisladas como en las Figuras 1A y 1B, ya que temperatura (T) e irradiancia (G) varían a la vez y de forma diferente.

- ii) Además de lo anterior, cuando una carga (elemento consumidor) se conecta de forma directa a un generador fotovoltaico (PVG), el punto de operación del generador fotovoltaico (PVG) está dado por las características eléctricas de dicha carga (su característica I-V), lo cual hace que el punto de operación del generador fotovoltaico (PVG) no coincida generalmente con su punto de máxima potencia (MPP) (Figuras 2A y 2B).

Los dos problemas anteriores –i) el punto de máxima potencia (MPP) varía de forma continua y ii) la conexión directa de una carga no ubica el generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP)- originan que una instalación fotovoltaica donde la carga se conecte directamente al generador fotovoltaico (PVG) deba ser sobredimensionada, ya que al no funcionar la mayoría del tiempo (quizás nunca) en su punto de máxima potencia (MPP) y, por tanto, no tener un rendimiento óptimo a lo largo del día, su tamaño debe ser mayor (y por tanto más cara) que el necesario si funcionara de forma permanente en su punto de máxima potencia (MPP).

Descripción de la invención

La invención se refiere a un método y a un sistema de modelado de generadores fotovoltaicos (PVGs) como el definido en las reivindicaciones independientes. Las reivindicaciones dependientes definen realizaciones preferidas de la invención.

Respecto al estado de la técnica, la invención propone un método más simple, preciso y económico para la localización continua a lo largo del día del punto de máxima potencia (MPP) de un generador fotovoltaico (PVG) conectado a una carga. Está basado en la estimación directa de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP). Este método

evita el proceso costoso técnicamente y caro de tener que medir la temperatura de cada panel del generador fotovoltaico (PVG), de modo que solo se precisa de una medida de la irradiancia (G). Si la extensión del generador fotovoltaico (PVG) fuera tan grande que pudiera darse el caso que tuviera paneles con sombras (debidas a nubes por ejemplo) y otros no, sería preciso más de un punto de medida de irradiancia (G). Además de lo anterior, la invención incluye un sistema basado en el método que calcula de forma directa y con gran precisión el ciclo de trabajo (δ MPP) que ha de tener continuamente el convertidor DC/DC que ubica de forma práctica el generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) (Figuras 3A y 3B). Este sistema permite que el generador fotovoltaico (PVG) "vea" siempre la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) y, por tanto, que su punto de operación esté situado siempre en su punto de máxima potencia (MPP).

La invención tiene un enfoque nuevo y diferente de lo conocido a partir del estado de la técnica, ya que demuestra que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) no presenta dependencias significativas con la temperatura, al menos en el rango usual de funcionamiento. Este resultado trascendental permite modelar el generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) sólo en términos de irradiancia (G). Por tanto el método y sistema de la invención sólo necesitan disponer de medidas de irradiancia (G) para desarrollar un preciso seguidor del punto de máxima potencia (MPPT).

La invención representa un nuevo, simple, preciso y económico método, así como un sistema, para el modelado de generadores fotovoltaicos (PVGs) de todo tipo, de modo que con un sistema electrónico adecuado, puedan trabajar en su punto de máxima potencia (MPP), esto es, aquel en el que se extrae del generador fotovoltaico (PVG) la máxima energía posible y, por tanto, aquel en el que se obtiene el máximo rendimiento. En el punto de máxima potencia (MPP), el generador fotovoltaico (PVG) trabaja a máxima potencia ($PMPP = VMPP * IMPP$). El PVG puede ser un panel individual, una conexión de paneles (*array*) o un campo fotovoltaico completo. La invención incluye también el diseño e implementación de un sistema electrónico que, a partir de los modelos desarrollados, permite a cualquier generador fotovoltaico (PVG) trabajar de forma permanente en su punto de máxima potencia (MPP).

Los generadores fotovoltaicos (PVGs) tienen una seria restricción para su mejor rendimiento, y es su fuerte dependencia de la irradiancia solar (G) y la temperatura en la

superficie de sus paneles (T). Esto hace que las principales variables que dan el funcionamiento del panel (corriente, tensión, y por supuesto potencia) dependan con altísima correlación de la irradiancia solar incidente (G) y de la temperatura en su superficie (T). A partir de aquí se intuye fácilmente que sin un control adecuado, la corriente, tensión y potencia de un generador fotovoltaico (PVG) está variando de forma continua a lo largo del día, sujetas a las condiciones atmosféricas y, por tanto, muy alejadas la mayoría de las veces de sus valores ideales (IMPP, VMPP y PMPP respectivamente), esto es, los correspondientes al punto de máxima potencia (MPP).

El método de la invención propone el modelado del generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) mediante su resistencia en dicho punto, resistencia del punto de máxima potencia (RMPP), la cual vendrá dada a partir de la tensión y corriente en el punto de máxima potencia (MPP), esto es: $RMPP = VMPP / IMPP$. El método de la invención se basa en el hecho demostrado en la invención de que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) no muestra dependencias significativas con la temperatura del panel, al menos en el rango de uso habitual del panel. Este resultado permite modelar el generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) sólo en términos de la irradiancia solar incidente (G), obviando por tanto la temperatura de sus paneles (T). En la invención se desarrolla la implementación del método de modelado.

La invención también se refiere a diferentes modelos que permiten estimar con precisión la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) del generador fotovoltaico (PVG).

Los modelos de resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) obtenidos permiten una aplicación industrial inmediata: un nuevo seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) basado en la resistencia de dicho punto de máxima potencia (RMPP), también objeto de esta invención. Esto se consigue mediante el control del ciclo de trabajo (δ) de un convertidor continua/continua (convertidor DC/DC) de modo que ubique al generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) directa y continuamente a lo largo de todo el día, lo cual permite que el generador fotovoltaico (PVG) transfiera a la carga conectada a él la máxima energía posible durante todo el periodo diario de funcionamiento, esto es, que se consiga el máximo rendimiento del generador fotovoltaico (PVG).

Descripción de las figuras

Las figuras 1A y 1B muestran curvas características de un generador fotovoltaico (PVG)

típico a temperatura (T) constante e irradiancia (G) variable -Figura 1A- e irradiancia (G) constante y temperatura (T) variable -Figura 1B- obtenidas mediante simulación.

Las figuras 2A y 2B representan la conexión de una carga (elemento consumidor) de forma directa a un generador fotovoltaico (PVG), donde puede verse que el punto de operación del generador fotovoltaico (PVG) está dado por las características eléctricas de dicha carga (su característica I-V), lo cual hace que el punto de operación del generador fotovoltaico (PVG) no coincida generalmente con su punto de máxima potencia (MPP).

Las figuras 3A y 3B representan la conexión de una carga (elemento consumidor) al generador fotovoltaico (PVG) mediante un Convertidor DC/DC (2).

La figura 4 representa el sistema de control (3) que mide la irradiancia (G) y la temperatura (T) en el generador fotovoltaico (PVG) así como su curva I-V. La curva I-V es obtenida mediante un barrido del ciclo de trabajo (δ) de un convertidor continua/continua (convertidor DC/DC) (2). El sistema montado en la Figura 4 sirve para obtener datos experimentales que permiten demostrar en la invención que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) no muestra dependencias significativas con la temperatura del panel, al menos en el rango de uso habitual del panel.

La figura 5 muestra el comportamiento de un panel de un generador fotovoltaico (PVG) frente a la irradiancia a 35° (G_{35°) y la temperatura de su superficie (T) durante un día típico. La Figura 5 se obtiene con el sistema de la Figura 4.

La figura 6 muestra la trayectoria diaria de la temperatura (T) frente a la irradiancia a 35° (G_{35°) para el mismo día de la Figura 5. Nótese el ciclo de histéresis o diferencia entre los caminos de ida y vuelta a lo largo del día.

La figura 7 muestra la evolución diaria de la potencia del punto de máxima potencia (PMPP) para el mismo día de la Figura 5. La Figura 7 se obtiene con el sistema de la Figura 4.

La figura 8 representa la trayectoria diaria de la potencia del punto de máxima potencia (PMPP) respecto de G_{35° . Nótese el ciclo de histéresis o diferencia entre los caminos de ida y vuelta a lo largo del día.

La figura 9 muestra la trayectoria diaria de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) para el mismo día de la Figura 5. Nótese su simetría respecto de la hora central del día. La Figura 7 se obtiene con el sistema de la Figura 4.

La Figura 10 representa la trayectoria diaria de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) respecto de G_{35° . Nótese que no hay ciclo de histéresis o diferencia

entre los caminos de ida y vuelta a lo largo del día.

La Figura 11 representa una instalación real donde puede incluirse la invención.

Se indican a continuación las referencias numéricas de los elementos de la invención:

Generador fotovoltaico (PVG)

- 5 Parte trasera de panel (1)
- Convertidor DC/DC (2)
- Sistema de control (3)
- Resistencia de la carga (R_L)
- Piranómetro horizontal (20)
- 10 Piranómetro con la inclinación de los paneles (30)

Descripción detallada de la invención

Algunos aspectos importantes de la invención son:

- (i) Un método de modelado del generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) a través de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) utilizando sólo medidas de irradiancia solar (G).
15
- (ii) La implementación del método para obtener modelos de la instalación sobre la que se aplica el método.
- (iii) Los modelos obtenidos.
- 20 (iv) El método de modelado del ciclo de trabajo (δ) del convertidor DC/DC (2) para posicionar de forma continua y permanente el generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP).
- (v) El sistema que en base al método y modelos es capaz de posicionar al generador fotovoltaico (PVG) de forma permanente en su punto de máxima potencia (MPP)
25 durante todo el día (rango completo de funcionamiento).
- (A) En la descripción del método de la invención que sigue, puede verse que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) no depende de la temperatura (T) del panel.

- Una primera aproximación al problema puede verse en la simulación de las Figuras 1A y
- 30 1B. La Figura 1A muestra el cambio de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) con la irradiancia (G) manteniendo la temperatura (T) constante y la Figura 1B el cambio de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) con la temperatura (T) manteniendo la irradiancia (G) constante. Nótese en la Figura 1A que el cambio de

resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) es muy pronunciado, sin embargo en la Figura 1B puede verse que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) varía durante el día apenas 0,5 Ohm. Esto, aunque sea mediante simulación, da idea ya que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) es muy sensible a la irradiancia (G) y muy poco a la temperatura (T). También se demuestran seguidamente estas evidencias de forma práctica, y además en una instalación fotovoltaica convencional, donde no es posible aislar la variación de la temperatura (T) respecto de la irradiancia (G) y viceversa. La adaptación de la Figura 3B a la Figura 4 permite obtener la curva I-V de un generador fotovoltaico (PVG) así como otras curvas como por ejemplo la de la Figura 5, donde se muestra el comportamiento de un panel de un generador fotovoltaico (PVG) durante un día típico. Nótese que la trayectoria de la irradiancia (G) durante el día es prácticamente simétrica respecto del mediodía, sin embargo la trayectoria de la temperatura (T) no. Lo anterior quiere decir que si se representa la trayectoria de cualquier variable de interés del generador fotovoltaico (PVG) (IMPP, VMPP, RMPP, etc.) respecto de la irradiancia (G) durante un día y esta trayectoria presenta un marcado carácter simétrico respecto del mediodía, esta variable estará fuertemente influenciada por la irradiancia (G), esto es, fuertemente correlacionada con la irradiancia (G). Esto significa que la trayectoria de la variable de interés durante el día recorre el mismo camino de ida y vuelta durante el día, saliendo y llegando al mismo punto o, lo que es lo mismo, el camino desde el comienzo del día hasta el mediodía es el mismo que el del mediodía hasta caer el día.

La Figura 5 muestra el comportamiento de la temperatura (T) del panel frente a la radiación diaria a 35° (G35°) el mismo día usado para la obtención de la Figura 5. Nótese el elevado grado de histéresis de la trayectoria de la temperatura (T), esto es, la trayectoria de la temperatura (T) no comienza y vuelve por el mismo camino. Esto sugiere que aunque la temperatura (T) depende mucho de la irradiancia (G), depende también de otras variables meteorológicas (velocidad del viento, temperatura ambiente, humedad, etc.). Esta medida experimental nos permite inferir que si la trayectoria diaria de una variable respecto de la irradiancia (G) muestra histéresis, esta variable presentará fuertes dependencias con la temperatura (T). El área comprendida por la trayectoria de histéresis dará idea del grado de dependencia.

La Figura 7 muestra la evolución diaria de la potencia del punto de máxima potencia (PMPP) para el mismo día de la Figura 5. Nótese la simetría de la trayectoria respecto al mediodía, lo cual demuestra una alta correlación con la irradiancia (G). Para el mismo día

se dibuja en la Figura 8 la trayectoria diaria de la potencia en el punto de máxima potencia (PMPP) respecto de G35°. Nótese el ciclo de histéresis, lo cual demuestra la dependencia de la potencia en el punto de máxima potencia (PMPP) respecto de la temperatura (T). Por tanto, este método demuestra la dependencia de la potencia del punto de máxima potencia (PMPP) (y por tanto de la corriente en el punto de máxima potencia (IMPP) y de la tensión en el punto en el punto de máxima potencia (VMPP), PMPP = VMPP * IMPP), y en consecuencia del punto de máxima potencia (MPP), de ahí que no deje de cambiar durante el día con la temperatura (T) y la irradiancia (G). Por tanto, y ahí estaba la dificultad hasta la presente invención, cualquier algoritmo basado en modelos para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) mediante estimación directa de la tensión en el punto de máxima potencia (VMPP) y la corriente en el punto de máxima potencia (IMPP) –o potencia en el punto de máxima potencia (PMPP)-, requiere de medidas de la irradiancia (G) y la temperatura (T).

Puesto que esta invención resuelve lo anterior midiendo solo la irradiancia (G), la cuestión a resolver sería si esto es posible.

La Figura 9 muestra la trayectoria diaria de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) para el mismo día de la Figura 5. Nótese su marcado carácter simétrico respecto a la hora central del día, lo cual demuestra una muy alta correlación con la irradiancia (G). La Figura 10 muestra para el mismo día la trayectoria de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) frente a G35°. Nótese que no se aprecia ciclo de histéresis, lo cual quiere decir que la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) no tiene dependencias significativas con la temperatura (T). Este resultado experimental confirma lo que ya se observó mediante simulación en la Figura 1. La conclusión es clara:

Un método para el seguimiento del punto de máxima potencia (MPP) basado en la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) no precisa de medidas de temperatura (T) y podría ser llevado a cabo con medidas de irradiancia (G) únicamente.

Para formalizar matemáticamente este resultado se escribe la ecuación (1),

$$R_{MPP} = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} = \frac{h_v(G, T)}{h_i(G, T)} \approx \frac{h_{vG}(G) \cdot f(T)}{h_{iG}(G) \cdot f(T)} = \frac{h_{vG}(G)}{h_{iG}(G)} = h(G). \quad (1)$$

donde se considera que las dependencias de la tensión en el punto de máxima potencia (VMPP) y la corriente en el punto de máxima potencia (IMPP) con la irradiancia (G) y la temperatura (T) son separables, y que la tensión en el punto de máxima potencia (VMPP)

y la corriente en el punto en el punto de máxima potencia (IMPP) varían de la misma forma con la temperatura (T).

Con los datos obtenidos mediante el análisis y la experimentación realizada, se pueden desarrollar diferentes modelos de resistencia del punto de máxima potencia (RMPP), los cuales se describen a continuación. Para el ajuste de los modelos (búsqueda de los valores de sus parámetros) se pueden usar técnicas conocidas, como los "mínimos cuadrados" por ejemplo. Para ello se emplean medidas de días seleccionados (como un día de ejemplo se suministra en la invención el que ha dado lugar a las Figuras 5 a 10). Del mismo modo, si se desea probar la calidad de los modelos realizados, se deben usar otros días diferentes a los empleados para el ajuste de los modelos. Para valorar la calidad de éstos se pueden emplear medidas del error como: "Error cuadrático medio o RMSE", "Error absoluto medio o MAE", "Error absoluto medio normalizado o NMAE" y "Error sistemático o BIAS". Las expresiones de los errores se dan en las ecuaciones (2) a (6).

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i)^2} \quad (2)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - \hat{y}_i| \quad (3)$$

$$NMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{|y_i|} \quad (4)$$

$$NMAE\% = \frac{100}{N} \sum_{i=1}^N \frac{|y_i - \hat{y}_i|}{|y_i|} \quad (5)$$

$$BIAS = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - \hat{y}_i) \quad (6)$$

15 En ellas " y_i " son los valores medidos de la variable, e " y_i^{\wedge} " los estimados por el modelo.

Modelo exponencial

El modelo exponencial y sus parámetros están en las ecuaciones (7), (8), (9) y (10).

$$R_{MPP-ExpDec}(\Omega) = A_1 + B_1 e^{-\frac{\Omega}{C_1}}. \quad (7)$$

$$A_1 = 3.029 \pm 0.028 \text{ } (\Omega), \quad (8)$$

$$B_1 = 68.1 \pm 0.4 \text{ } (\Omega), \quad (9)$$

$$C_1 = 139.4 \pm 0.7 \left(\frac{W}{m^2} \right). \quad (10)$$

Modelo hiperbólico

El modelo hiperbólico y sus parámetros están dados en las ecuaciones (11), (12) y (13).

$$R_{MPP-Hyp}(\Omega) = A_2 + \frac{B_2}{G}. \quad (11)$$

$$A_2 = -1.814 \pm 0.027 \text{ } (\Omega), \quad (12)$$

$$B_2 = 3891 \pm 9 \left(\frac{\Omega W}{m^2} \right). \quad (13)$$

Modelo polinómico de orden 2

Este modelo y sus parámetros están dados en las ecuaciones (14), (15), (16) y (17).

$$R_{MPP-Pol2}(\Omega) = A_3 + \frac{B_3}{G} + \frac{C_3}{G^2}, \quad (14)$$

$$A_3 = -2.38 \pm 0.04 \text{ } (\Omega), \quad (15)$$

$$B_3 = 4297 \pm 24 \left(\frac{\Omega W}{m^2} \right), \quad (16)$$

$$C_3 = \left(-409 \pm 23 \right) 10^2 \left(\frac{\Omega W^2}{m^4} \right). \quad (17)$$

5 Modelo polinómico de orden 3

Este modelo y sus parámetros están dados en las ecuaciones (18), (19), (20), (21) y (22).

$$R_{MPP-Pol3}(\Omega) = A_4 + \frac{B_4}{G} + \frac{C_4}{G^2} + \frac{D_4}{G^3}, \quad (18)$$

$$A_4 = -0.87 \pm 0.05 (\Omega), \quad (19)$$

$$B_4 = \left(284 \pm 4\right) 10 \left(\frac{\Omega W}{m^2}\right), \quad (20)$$

$$C_4 = \left(272 \pm 9\right) 10^3 \left(\frac{\Omega W^2}{m^4}\right), \quad (21)$$

$$D_4 = \left(-167 \pm 4\right) 10^5 \left(\frac{\Omega W^3}{m^6}\right). \quad (22)$$

Modelo ponderado

Este modelo es una mezcla de los modelos exponencial e hiperbólico. El factor de ponderación "x" entre un modelo y otro es ajustable entre 0 y 1. La ecuación del modelo se muestra en (23).

$$R_{MPP-Pond}(\Omega) = x \cdot R_{MPP-ExpDec}(\Omega) + (1-x) \cdot R_{MPP-Hyp}(\Omega). \quad (23)$$

Modelo Offset + exponencial + hiperbólico

Este modelo y sus parámetros están dados en las ecuaciones (24), (25), (26), (27) y (28).

$$R_{MPP-OEH}(\Omega) = A_5 + B_5 e^{-\frac{G}{C_5}} + \frac{D_5}{G}. \quad (24)$$

$$A_5 = 0.29 \pm 0.06 (\Omega), \quad (25)$$

$$B_5 = 30.0 \pm 0.9 (\Omega), \quad (26)$$

$$C_5 = 142.3 \pm 1.1 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right), \quad (27)$$

$$D_5 = \left(216 \pm 5 \right) 10 \left(\frac{\Omega \text{W}}{\text{m}^2} \right). \quad (28)$$

(B) La invención también se refiere a un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) basado en la resistencia de dicho punto, es decir, de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP)

- 5 Tal como se observa en la Figura 3A, el sistema diseñado en la invención ubica el generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP). En este punto, la resistencia que "ve" el generador fotovoltaico (PVG) es obviamente la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP). El ciclo de trabajo δ_{MPP} (cuyo diseño es también objeto de la invención) del convertidor DC/DC (2) permite ubicar el generador fotovoltaico
- 10 (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP) de forma directa y continua a lo largo del día. La resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) está relacionada con él según la ecuación (29).

$$R_{MPP} = f(\delta_{MPP}, R_L). \quad (29)$$

La función f de esta ecuación es invertible, con lo cual se puede escribir a partir de (29) la ecuación (30).

$$\delta_{MPP} = f^{-1}(R_{MPP}, R_L) = f^{-1}(h(G), R_L), \quad (30)$$

- 15 En ella $h(G)$ representa cualquiera de los modelos presentados en la invención que estiman la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP).

Del artículo *Enrique J. M., Durán E., Sidrach M., Andújar J. M. (2007). Theoretical Assessment of the Maximum Power Point Tracking Efficiency of Photovoltaic Facilities With Different Converter Topologies. Solar Energy, 81(1), pp. 31-38, 2007*, se deduce que

20 la ecuación (29) puede ser escrita como en (31).

$$R_{MPP} = R_L (1 - \delta_{MPP})^2. \quad (31)$$

No obstante, esta ecuación es en condiciones ideales. Sin embargo, los estudios realizados en la invención demuestran que a partir de los valores medidos de resistencia

del punto de máxima potencia (RMPP), la ecuación (31) debe ser escrita como en (32),

$$R_{MPP} = R_{off} + R_L (1 - \delta_{MPP})^2 . \quad (32)$$

donde R_{off} es un valor no nulo en el origen (offset) debido a las no idealidades del convertidor DC/DC (2), el cual es fácilmente calculable y tendrá en general un valor diferente (aunque siempre pequeño) dependiendo del convertidor DC/DC (2) usado en el montaje de la Figura 3B.

A partir de la ecuación (32) se puede obtener el valor del ciclo de trabajo (δ_{MPP}) del convertidor de la Figura 3B que ubica de forma directa y permanente a lo largo del día al generador fotovoltaico (PVG) en su punto de máxima potencia (MPP). Esto se indica en la ecuación (33).

$$\delta_{MPP} = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP} - R_{off}}{R_L}} = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP} - R_{off}}{\frac{V_0}{I_0}}} , \quad (33)$$

En ella, el valor necesario de la resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) puede ser obtenido mediante cualquiera de los modelos desarrollados en la invención.

El método de modelado así como el método de seguimiento del MPP son nuevos, por lo que no es fácil compararlos con el estado de la técnica. No obstante, respecto a las ventajas principales de la invención cabe mencionar las siguientes:

- Errores en el modelado: el método de la invención permite obtener tanta precisión como se requiera. No establece límites inferiores ni superiores de error.
- Velocidad: Al contrario que otros métodos de búsqueda del MPP, el método de la invención ubica al PVG en su MPP de forma prácticamente instantánea.
- Ubicación directa con Precisión: Al contrario que otros métodos de posicionamiento del MPP, la metodología desarrollada en esta invención posiciona al PVG en su MPP de forma directa, esto es, sin oscilaciones en torno a él.
- Otras ventajas son: no es necesario aislar (desconectar) la instalación para localizar su MPP (como así requieren otros métodos). Además, la metodología desarrollada puede ser combinada con otras técnicas de seguimiento del MPP conocidas.

Conforme se ha descrito, un primer aspecto de la invención se refiere a un método de modelado de generadores fotovoltaicos para localización continua a lo largo del día del punto de máxima potencia (MPP) de un generador fotovoltaico (PVG). El método:

1a) comprende medir una irradiancia (G) sobre un panel fotovoltaico;

1b) excluye medir una temperatura (T) sobre el panel fotovoltaico.

Conforme a otras características de la invención el método comprende:

- 2) calcular un ciclo de trabajo (δ MPP) de un convertidor DC/DC (2) para ubicar el
 5 generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia (MPP) directa y
 continuamente a lo largo del día.
- 3) generar un modelo de resistencia del punto de máxima potencia (RMPP)
 seleccionado entre:
- 3a) un modelo exponencial;
- 10 3b) un modelo hiperbólico;
- 3c) un modelo polinómico de orden 2;
- 3d) un modelo polinómico de orden 3;
- 3e) un modelo ponderado;
- 3f) un modelo Offset + exponencial + hiperbólico;
- 15 3g) un modelo derivado de la medida de irradiancia (G) y del cálculo del ciclo de
 trabajo (δ MPP) de un convertidor DC/DC (2).

El modelo exponencial está definido por:

$$R_{MPP-ExpDec}(\Omega) = A_1 + B_1 e^{-\frac{G}{C_1}}.$$

$$A_1 = 3.029 \pm 0.028 (\Omega),$$

$$B_1 = 68.1 \pm 0.4 (\Omega),$$

$$C_1 = 139.4 \pm 0.7 \left(\frac{W}{m^2} \right).$$

El modelo hiperbólico está definido por:

$$R_{MPP-Hyp}(\Omega) = A_2 + \frac{B_2}{G}.$$

$$A_2 = -1.814 \pm 0.027 (\Omega),$$

$$B_2 = 3891 \pm 9 \left(\frac{\Omega W}{\text{m}^2} \right).$$

El modelo polinómico de orden 2 está definido por:

$$R_{MPP-Pol2}(\Omega) = A_3 + \frac{B_3}{G} + \frac{C_3}{G^2},$$

$$A_3 = -2.38 \pm 0.04 (\Omega),$$

$$B_3 = 4297 \pm 24 \left(\frac{\Omega W}{\text{m}^2} \right),$$

$$C_3 = \left(-409 \pm 23 \right) 10^2 \left(\frac{\Omega W^2}{\text{m}^4} \right).$$

El modelo polinómico de orden 3 está definido por:

$$R_{MPP-Pol3}(\Omega) = A_4 + \frac{B_4}{G} + \frac{C_4}{G^2} + \frac{D_4}{G^3},$$

$$A_4 = -0.87 \pm 0.05 (\Omega),$$

$$B_4 = \left(284 \pm 4 \right) 10 \left(\frac{\Omega W}{\text{m}^2} \right),$$

$$C_4 = \left(272 \pm 9 \right) 10^3 \left(\frac{\Omega W^2}{\text{m}^4} \right),$$

$$D_4 = \left(-167 \pm 4 \right) 10^5 \left(\frac{\Omega W^3}{\text{m}^6} \right).$$

El modelo ponderado está definido por:

un factor de ponderación "x" entre un modelo exponencial y un modelo hiperbólico
5 ajustable entre 0 y 1; y

$$R_{MPP-Pond}(\Omega) = x \cdot R_{MPP-ExpDec}(\Omega) + (1-x) \cdot R_{MPP-Hyp}(\Omega).$$

El modelo Offset + exponencial + hiperbólico está definido por:

$$R_{MPP-OEH}(\Omega) = A_5 + B_5 e^{-\frac{G}{C_5}} + \frac{D_5}{G}.$$

$$A_5 = 0.29 \pm 0.06 \text{ } (\Omega),$$

$$B_5 = 30.0 \pm 0.9 \text{ } (\Omega),$$

$$C_5 = 142.3 \pm 1.1 \left(\frac{W}{m^2} \right),$$

$$D_5 = (216 \pm 5) 10 \left(\frac{\Omega W}{m^2} \right).$$

El ciclo de trabajo (δ_{MPP}) se calcula mediante:

$$\delta_{MPP} = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP} - R_{off}}{R_L}} = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP} - R_{off}}{\frac{V_0}{I_0}}},$$

Donde:

- 5 R_{off} es un valor no nulo en origen (offset) debido a no idealidades del convertidor DC/DC (2).
- R_L es la resistencia de la carga conectada al convertidor.
- V_0 es la tensión de alimentación de la carga conectada al convertidor.
- I_0 es la corriente consumida por la carga conectada al convertidor.
- 10 Un segundo aspecto de la invención se refiere a un seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) de un generador fotovoltaico (PVG), basado en su resistencia en dicho (RMPP) y en el método anteriormente descrito, donde el seguidor comprende un convertidor DC/DC (2) configurado para ubicar el punto de operación del generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia (MPP).
- 15 Conforme a otras características adicionales, el convertidor DC/DC (2) está configurado para ser conectado en paralelo entre el generador fotovoltaico y la carga a alimentar. Para obtener los resultados experimentales que demuestran el método de modelado, se

ha utilizado una instalación real como se muestra en la Figura 11, ubicada a una latitud: 37°. La instalación tiene 6 paneles de 94 Wp cada uno, orientados al sur con un ángulo de inclinación de 35° sobre la horizontal. De los 6 paneles disponibles solo se ha usado para demostrar la invención uno de ellos, ya que no es necesario emplear más potencia.

5 Por tanto, para la demostración experimental, el PVG es un panel de 94 Wp.

Así pues, el generador fotovoltaico (PVG) de la Figura 4 es el primer panel mostrado en la Figura 11. La temperatura del panel (T en la Figura 4) se mide conforme a norma, esto es, por su parte trasera (1) en Figura 11. Debe notarse que el sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) desarrollado en esta invención no precisa de medida
10 de temperatura de los paneles (T). No obstante, la medida es necesaria para demostrar experimentalmente la metodología desarrollada, esto es, para obtener las Figuras 5 y 6.

La irradiancia se mide para dos ángulos de inclinación (ver Figura 4): en el plano horizontal (G_{0°) y en el de inclinación de los paneles (G_{35°). Esto se hace para tener una comparativa de radiación en ambos planos; sin embargo, para la invención la que se
15 utiliza es G_{35° . Ambas medidas de irradiancia se realizan con piranómetros de precisión, un piranómetro horizontal (20) y un piranómetro con la inclinación de los paneles (30) en la Figura 11.

20

REIVINDICACIONES

1. Método de modelado de generadores fotovoltaicos para localización continua a lo largo del día de un punto de máxima potencia (MPP) de un generador fotovoltaico (PVG)

5 **caracterizado por que:**1a) comprende medir una irradiancia (G) sobre un panel fotovoltaico;

1b) excluye medir una temperatura (T) sobre el panel fotovoltaico.

2. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según la reivindicación 1

10 **caracterizado por que** comprende calcular un ciclo de trabajo (δ MPP) de un convertidor DC/DC (2) para ubicar el generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia (MPP) directa y continuamente a lo largo del día.

3. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según cualquiera de las reivindicaciones 1-2 **caracterizado por que** comprende generar un modelo de resistencia del punto de máxima potencia (RMPP) seleccionado entre:

3a) un modelo exponencial;

3b) un modelo hiperbólico;

3c) un modelo polinómico de orden 2;

20 3d) un modelo polinómico de orden 3;

3e) un modelo ponderado;

3f) un modelo Offset + exponencial + hiperbólico;

3g) un modelo derivado de la medida de irradiancia (G) y del cálculo del ciclo de trabajo (δ MPP) de un convertidor DC/DC (2).

25

4. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según la reivindicación 3 **caracterizado por que** el modelo exponencial está definido por:

$$R_{MPP-ExpDec}(\Omega) = A_1 + B_1 e^{-\frac{G}{C_1}}$$

$$A_1 = 3.029 \pm 0.028 (\Omega),$$

$$B_1 = 68.1 \pm 0.4 \text{ } (\Omega),$$

$$C_1 = 139.4 \pm 0.7 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right).$$

5. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según la reivindicación 3 **caracterizado por que** el modelo hiperbólico está definido por:

$$R_{MPP-Hyp}(\Omega) = A_2 + \frac{B_2}{G}.$$

$$A_2 = -1.814 \pm 0.027 \text{ } (\Omega),$$

$$B_2 = 3891 \pm 9 \left(\frac{\Omega \text{W}}{\text{m}^2} \right).$$

5 6. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según la reivindicación 3 **caracterizado por que** el modelo polinómico de orden 2 está definido por:

$$R_{MPP-Pol2}(\Omega) = A_3 + \frac{B_3}{G} + \frac{C_3}{G^2},$$

$$A_3 = -2.38 \pm 0.04 \text{ } (\Omega),$$

$$B_3 = 4297 \pm 24 \left(\frac{\Omega \text{W}}{\text{m}^2} \right),$$

$$C_3 = (-409 \pm 23) 10^2 \left(\frac{\Omega \text{W}^2}{\text{m}^4} \right).$$

7. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según la reivindicación 3 **caracterizado por que** el modelo polinómico de orden 3 está definido por:

$$R_{MPP-Pol3}(\Omega) = A_4 + \frac{B_4}{G} + \frac{C_4}{G^2} + \frac{D_4}{G^3},$$

$$A_4 = -0.87 \pm 0.05 \text{ } (\Omega),$$

$$B_4 = \left(284 \pm 4\right)10 \left(\frac{\Omega W}{m^2}\right),$$

$$C_4 = \left(272 \pm 9\right)10^3 \left(\frac{\Omega W^2}{m^4}\right),$$

$$D_4 = \left(-167 \pm 4\right)10^5 \left(\frac{\Omega W^3}{m^6}\right).$$

8. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según las reivindicaciones 4 y 5 **caracterizado por que** el modelo ponderado está definido por:

un factor de ponderación "x" entre un modelo exponencial y un modelo hiperbólico ajustable entre 0 y 1; y

5

$$R_{MPP-Pond}(\Omega) = x \cdot R_{MPP-ExpDec}(\Omega) + (1-x) \cdot R_{MPP-Hyp}(\Omega).$$

9. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según la reivindicación 3 **caracterizado por que** el modelo Offset + exponencial + hiperbólico está definido por:

$$R_{MPP-OEH}(\Omega) = A_5 + B_5 e^{\frac{G}{C_5}} + \frac{D_5}{G}.$$

$$A_5 = 0.29 \pm 0.06 \text{ } (\Omega),$$

$$B_5 = 30.0 \pm 0.9 \text{ } (\Omega),$$

$$C_5 = 142.3 \pm 1.1 \left(\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right),$$

$$D_5 = \left(216 \pm 5 \right) 10 \left(\frac{\Omega\text{W}}{\text{m}^2} \right).$$

10. Método de modelado de generadores fotovoltaicos según cualquiera de las reivindicaciones 2-9 **caracterizado por que** el ciclo de trabajo (δ_{MPP}) se calcula mediante:

$$\delta_{MPP} = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP} - R_{off}}{R_L}} = 1 - \sqrt{\frac{R_{MPP} - R_{off}}{\frac{V_0}{I_0}}},$$

5

Donde:

R_{off} es un valor no nulo en origen (offset) debido a no idealidades del convertidor DC/DC (2);

R_L es la resistencia de la carga conectada al convertidor;

10 V_0 es la tensión de alimentación de la carga conectada al convertidor;

I_0 es la corriente consumida por la carga conectada al convertidor.

11. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) de un generador fotovoltaico (PVG), basado en la resistencia de su punto de máxima potencia (RMPP) y en el método de cualquiera de las reivindicaciones 1-10 **caracterizado por que:**

15

11a) comprende un convertidor DC/DC (2) configurado para ubicar el punto de operación del generador fotovoltaico en el punto de máxima potencia (MPP).

12. Seguidor del punto de máxima potencia (MPPT) de un generador fotovoltaico según la reivindicación 11 **caracterizado por que** el convertidor DC/DC (2) está configurado para ser conectado en paralelo entre el generador fotovoltaico y la carga a alimentar.

20

25

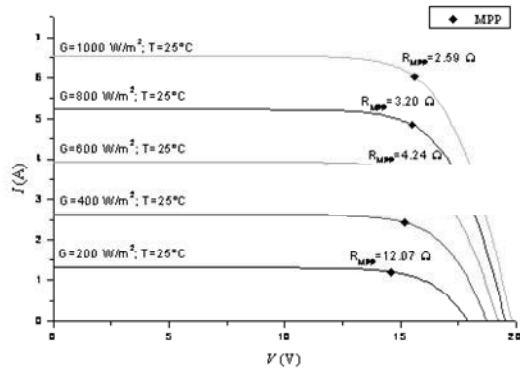


FIG. 1A

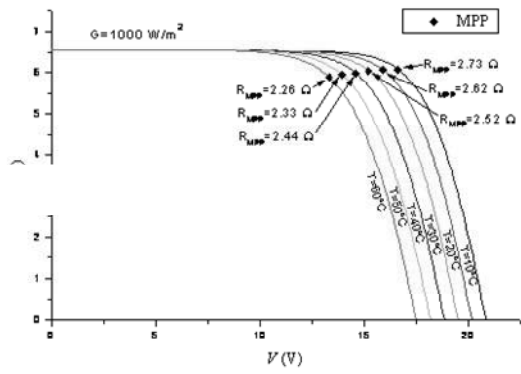


FIG. 1B

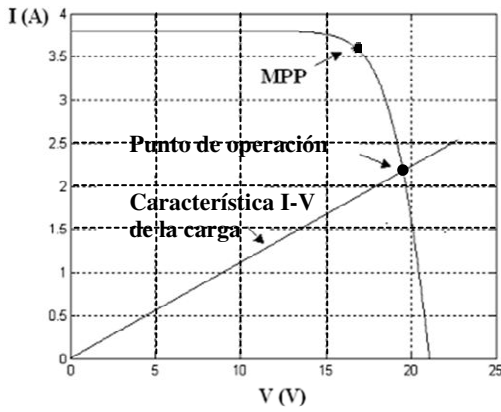


FIG. 2A

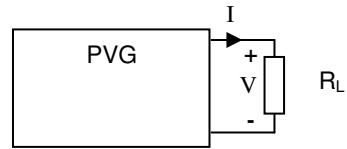


FIG. 2B

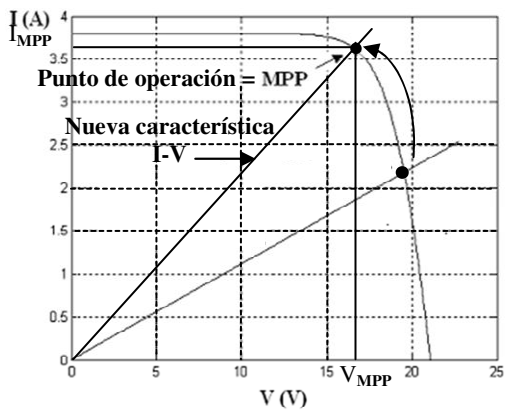


FIG. 3A

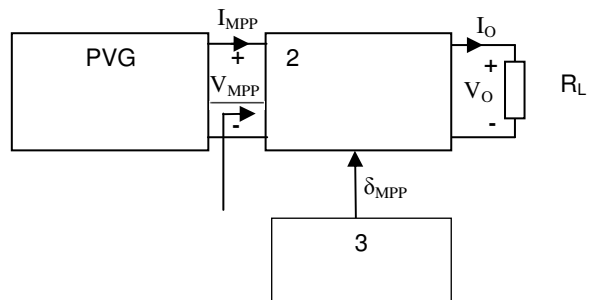


FIG. 3B

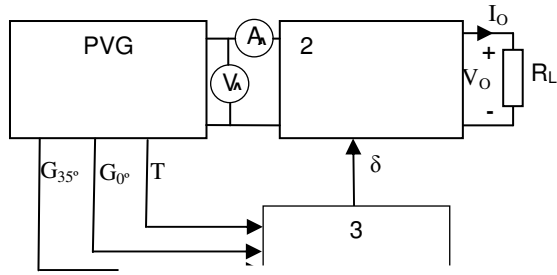


FIG. 4

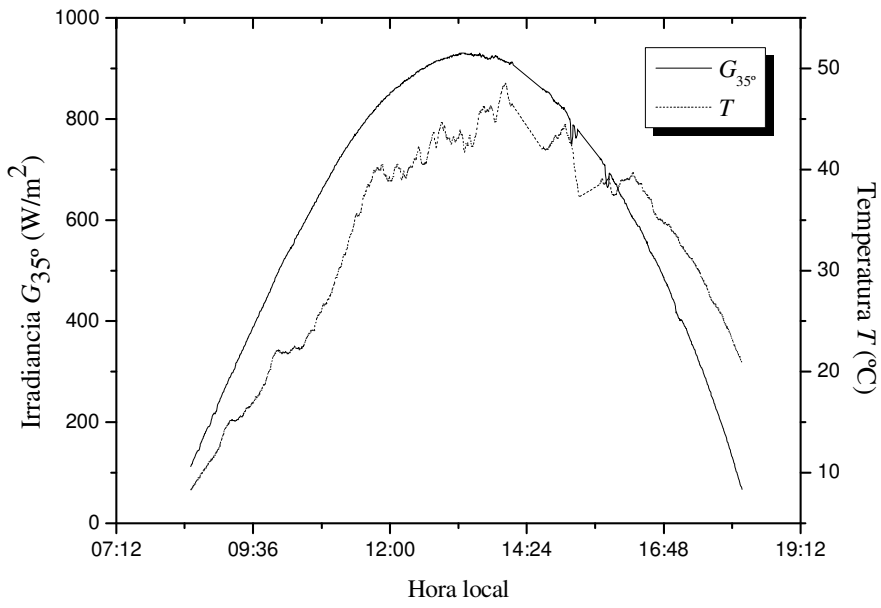


FIG. 5

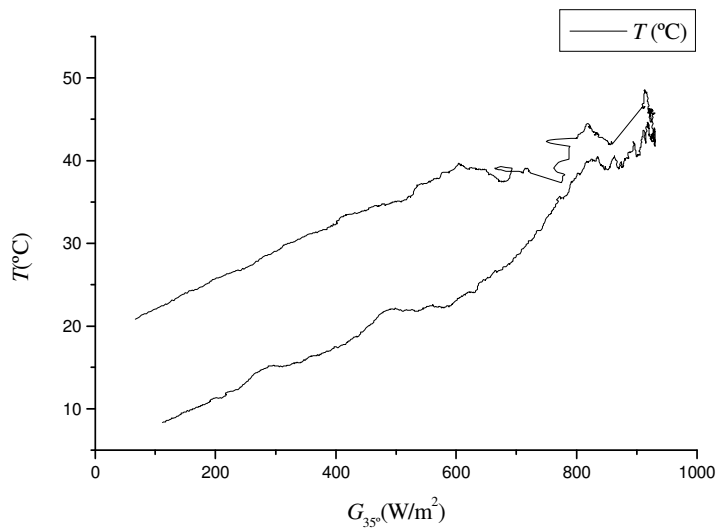


FIG. 6

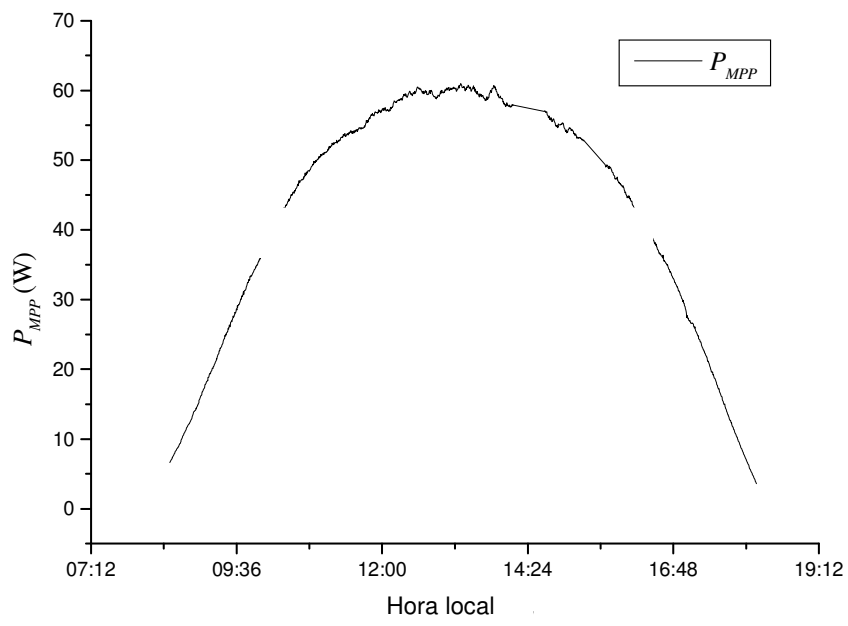


FIG. 7

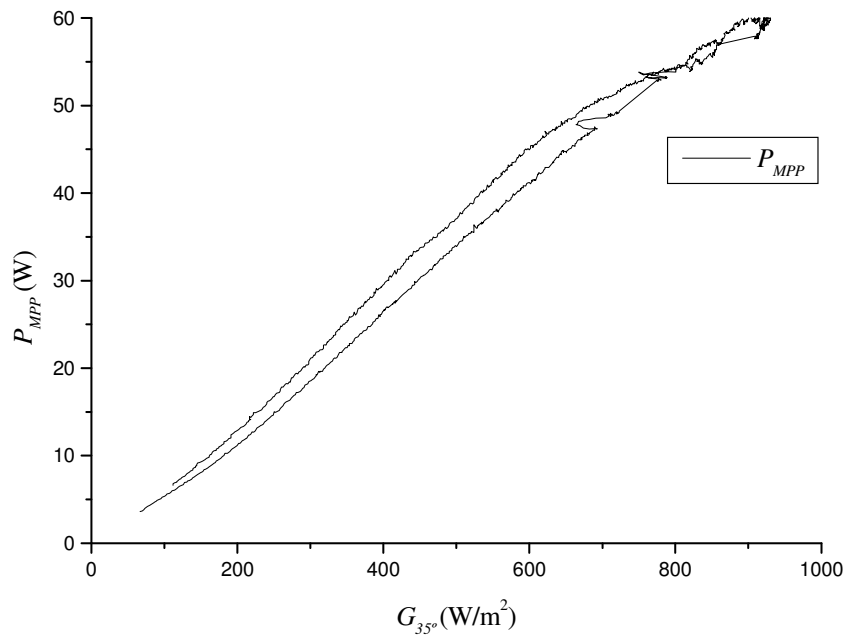


FIG. 8

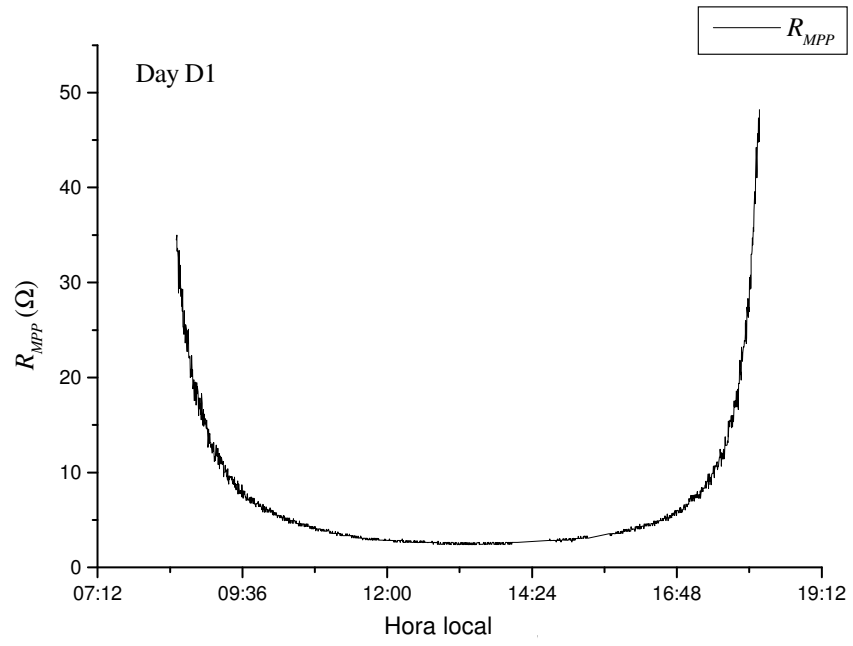


FIG. 9

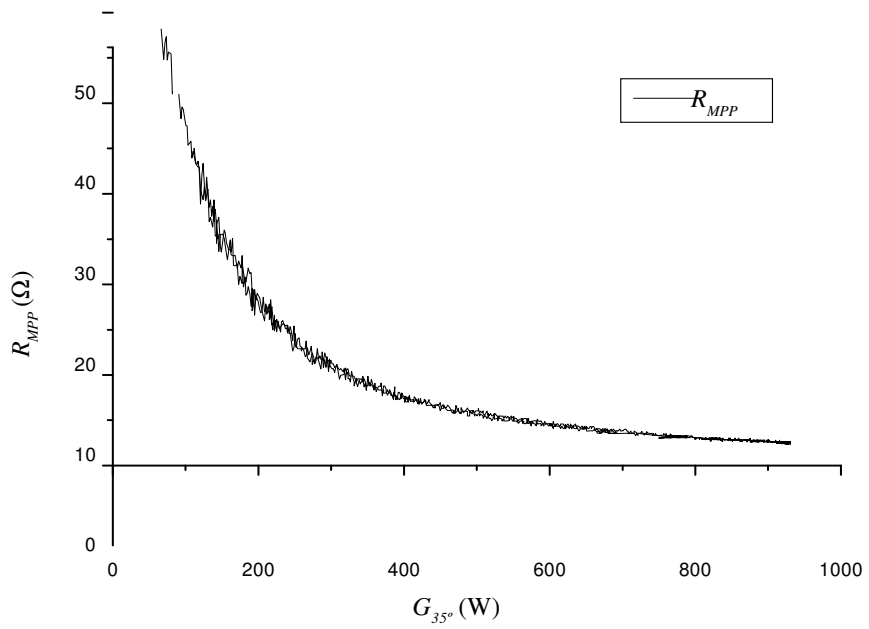


FIG. 10

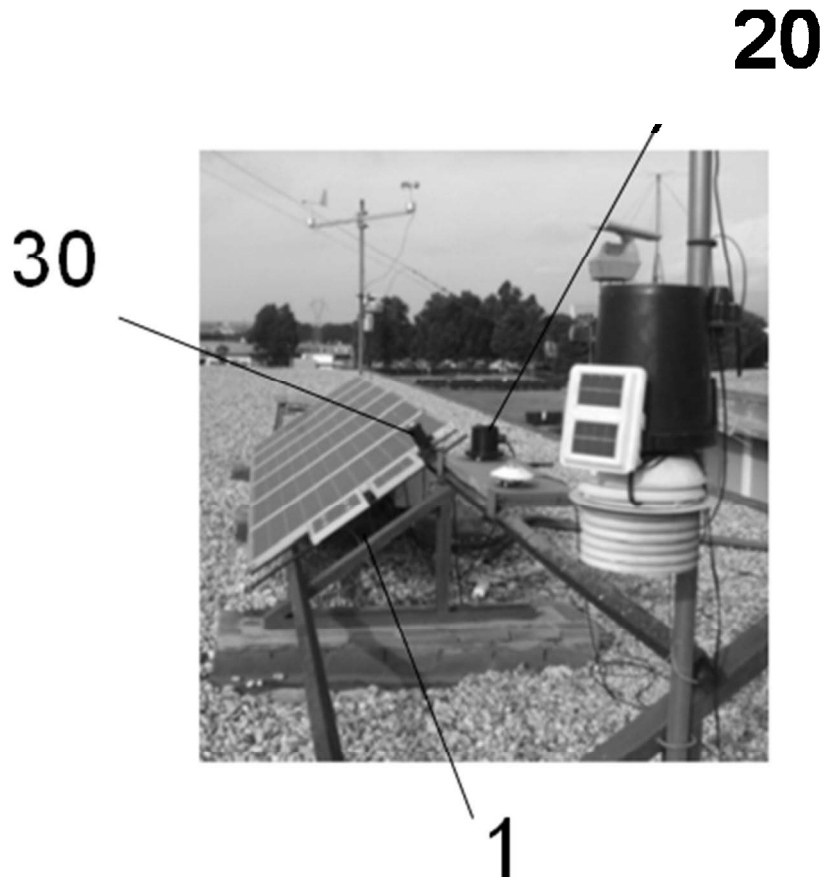


FIG. 11